Нормативные документы в сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору



Серия 08

Документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 1

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВАХ

Сборник документов

2010

gost.e-ecolog.ru

Нормативные документы в сфере деятельности
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Серия 08

**Документы по безопасности,
надзорной и разрешительной деятельности
в нефтяной и газовой промышленности**

Выпуск 1

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВАХ

Сборник документов

3-е издание, исправленное и дополненное

Москва
ЗАО НТЦ ПБ
2010

ББК 30н
П78

Ответственные составители-разработчики:
Е.А. Иванов, Ю.А. Дадонов, А.А. Шестаков, М.С. Глухов, В.И. Сидоров

П78 **Промышленная безопасность на газоперерабатывающих производствах: Сборник документов. Серия 08. Выпуск 1** / Колл. авт. — 3-е изд., испр. и доп. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010. — 304 с.

ISBN 978-5-9687-0346-0.

В настоящий Сборник включены следующие нормативно-технические документы Госгортехнадзора России: Правила безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств, Инструкция по техническому диагностированию состояния передвижных установок для ремонта скважин, Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов, а также документы Минтопэнерго России: Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации, Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли, регламентирующие деятельность в области промышленной безопасности предприятий и объектов нефтяной и газовой промышленности.

Требования нормативно-технических документов, включенных в этот Сборник, обязательны при проектировании, строительстве, изготовлении, монтаже, эксплуатации, техническом перевооружении, консервации и ликвидации производств и объектов нефтяной и газовой промышленности. В связи с изменениями в законодательстве документы применяются в части, не противоречащей действующим законодательным и иным нормативным правовым актам.

В разработке включенных в Сборник документов принимали участие специалисты российских нефтяных и газовых компаний «Газпром», «Лукойл», «ЮКОС», институты ВолгоуралНИТИгаз, ВНИПИгазопереработка, Ассоциация Буровых Подрядчиков, Госгортехнадзор России, Минтопэнерго России, ИПТЭР, Нефтепромхим, Нефтеотдача и др.

ББК 30н

ISBN 978-5-9687-0346-0



© Оформление. Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010

СОДЕРЖАНИЕ

Правила безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств (ПБ 08-622–03) 4
Инструкция по техническому диагностированию состояния передвижных установок для ремонта скважин (РД 08-195–98) 90
Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов (РД 08-95–95) 191
Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации (РД 153-39-019–97) 225
Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли (РД 153-39-026–97) 286

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Утверждено
постановлением Госгортехнадзора
России от 25.07.95 № 38
Введено в действие с 01.09.95

ПОЛОЖЕНИЕ О СИСТЕМЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СВАРНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

РД 08-95–95

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов разработано на основании Протокола заседания коллегии Госгортехнадзора России от 01.11.94 № 25 и постановления Госгортехнадзора России от 04.05.95 № 23, а также в соответствии со СНиП III-18–75 (в части изготовления конструкций), СНиП 3.03.01–87 и Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкциями по их ремонту (М.: Недра, 1988).

1.2. Положение распространяется на стальные сварные цилиндрические резервуары вместимостью от 100 до 50 000 м^3, предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов.

Типы резервуаров:

со стационарной крышей;

со стационарной крышей и понтоном;

с плавающей крышей.

1.3. Положение предусматривает порядок оценки технического состояния резервуаров по совокупности диагностируемых параметров

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

в целях выработки рекомендаций об условиях их дальнейшей безопасной эксплуатации с вероятным остаточным ресурсом, о сроках и уровнях последующих обследований либо о необходимости проведения ремонта или исключения их из эксплуатации.

1.4. Система технического диагностирования включает два уровня проведения работ:

частичное техническое обследование резервуара с наружной стороны (без выведения его из эксплуатации);

полное техническое обследование, требующее выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации.

Допускается проведение полного обследования на одном резервуаре-представителе выборочно из группы одинаковых резервуаров, работающих в пределах расчетного срока службы, но не более 20 лет, в одинаковых условиях (одинаковые конструкции, примененные материалы, технология сооружения, продолжительность и условия эксплуатации); на остальных резервуарах этой группы проводится частичное обследование.

Возможно частичное обследование опорожненных резервуаров с внутренней стороны, если они снаружи покрыты изоляцией.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ, ИСПОЛНИТЕЛЯМ, СРЕДСТВАМ И ОБЪЕКТУ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

2.1. Организация проведения работ по техническому диагностированию возлагается на владельца резервуаров.

Владелец резервуаров обязан представить всю необходимую техническую и технологическую документацию организации, выполняющей обследование.

2.2. Работы по техническому диагностированию выполняются организациями, для которых такой вид деятельности предусмотрен уставом, которые располагают необходимыми средствами технического диагностирования, нормативно-технической документацией на контроль и оценку конструкций, а также имеют обученных и аттестованных в установленном порядке специалистов.

2.3. Диагностирование и заключение о техническом состоянии и

о возможности дальнейшей эксплуатации резервуаров, сооруженных не по типовым проектам или по импортным поставкам, а также резервуаров со сроками эксплуатации, превышающими 30 лет, и в других сложных случаях производятся специализированной организацией (приложение 1).

2.4. Организации, выполняющие работы по техническому диагностированию резервуаров, должны иметь разрешение (лицензию) на проведение таких работ, получаемое в органах Госгортехнадзора России[1] в установленном порядке (приложение 2).

2.5. Специалисты по техническому диагностированию резервуаров должны быть аттестованы по этому виду работ организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России[2].

2.6. Специалисты по неразрушающему контролю могут выполнять при техническом диагностировании резервуаров только те виды работ, на которые они аттестованы в соответствии с Правилами аттестации специалистов неразрушающего контроля, утвержденными Госгортехнадзором России 18.08.92 г.[3]

2.7. Аппаратура и средства, применяемые при техническом диагностировании резервуаров, должны позволять надежно выявлять недопустимые дефекты. Не допускается применение аппаратуры, подлежащей госпроверке и не прошедшей ее.

2.7.1. При измерении геометрических параметров конструкций должны использоваться стандартные или специальные методы и средства измерения, позволяющие получить точность не менее ±1 мм.

При определении толщин листовых конструкций и глубины коррозионных язв приборами или средствами линейных измерений точность должна быть не менее ±0,1 мм.

2.7.2. Определение механических свойств металла и сварных соединений должно проводиться в полном соответствии с требования-

[1] Указами Президента Российской Федерации от 09.03.04 № 314 и от 20.05.04 № 649 функции Федерального горного и промышленного надзора России (Госгортехнадзора России) переданы Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзору). Ростехнадзор выдает лицензии не на проведение работ, а на деятельность по проведению экспертизы промышленной безопасности. (*Примеч. изд.*)

[2] Ростехнадзор не выдает лицензии на аттестацию персонала. (*Примеч. изд.*)

[3] Действуют Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля (ПБ 03-440–02), утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 23.01.02 № 3, зарегистрированным Минюстом России 17.04.02 г., рег. № 3378. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

ми стандартов на эти виды испытаний; оборудование и приборы должны пройти своевременно государственную проверку.

2.8. При полном техническом обследовании резервуара необходимо вывести его из эксплуатации, опорожнить, дегазировать и очистить.

Работы по обследованию производятся с разрешения руководства предприятия — владельца резервуара после прохождения инструктажа по технике безопасности и противопожарной безопасности.

2.9. Ко всем конструктивным элементам резервуара, подлежащим обследованию, должен быть обеспечен свободный доступ.

Наружные и внутренние поверхности элементов резервуара, подлежащие техническому диагностированию, должны быть очищены от загрязнений. Качество подготовки поверхностей определяется требованиями применяемого метода контроля.

Уторный узел резервуара (угловое сварное соединение днища со стенкой) должен быть очищен с наружной стороны от грунта, снега и других загрязнений.

Тепловая изоляция, препятствующая контролю технического состояния, должна быть частично или полностью (в случае необходимости) удалена.

2.10. На выполненные при техническом обследовании резервуаров работы организации, их проводившие, составляют первичную документацию (акты, протоколы, журналы, заключения и т.п.), на основании которой оформляют заключение о возможности или условиях дальнейшей эксплуатации резервуара, необходимости их ремонтов или исключения из эксплуатации.

3. АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

3.1. Техническое диагностирование резервуара производится по типовой программе (приложение 3).

3.1.1. На основе типовой программы на каждый резервуар (или группу резервуаров с одинаковыми сроками эксплуатации, работающих в одинаковых условиях) разрабатывается индивидуальная программа. При этом необходимо учитывать конкретные условия эксплуатации, имевшиеся ранее повреждения конструкций и выполненные работы по ремонту или реконструкции.

Индивидуальные программы обследования резервуаров разрабатываются организацией, выполняющей обследование.

3.2. Техническое обследование резервуаров, перечисленных в п. 2.3, производится по специальной программе специализированной организацией (приложение 1).

3.3. Алгоритм оценки технического состояния резервуаров предусматривает содержание и последовательность этапов проведения работ в целях:

установления возможности безопасной эксплуатации;

определения остаточного ресурса безопасной эксплуатации в случае обнаружения дефектов или после исчерпания расчетного срока службы;

разработки прогноза о возможности и условиях эксплуатации сверх расчетного срока службы, а также после аварии или повреждения отдельных конструктивных элементов.

Нормативный расчетный срок службы устанавливается автором проекта или заводом-изготовителем и указывается в нормативно-технической документации, паспорте или инструкции по эксплуатации.

При отсутствии указаний о величине нормативного расчетного срока он принимается равным 20 годам.

3.4. Алгоритм диагностирования резервуара определяется в зависимости от его технического состояния, длительности эксплуатации, вида хранимого продукта.

Первоочередному обследованию, как правило, должны подвергаться резервуары:

находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии;

изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой;

находящиеся в эксплуатации более 20 лет;

в которых хранятся высококоррозионные по отношению к металлу несущих конструкций продукты.

Рекомендуемая структура алгоритма оценки технического состояния резервуара в пределах расчетного срока службы приведена в пп. 3.5 и 3.6.

3.5. Частичное наружное обследование проводится не реже одного раза в 5 лет и включает следующие этапы:

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

3.5.1. Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар (паспорт и др.); сбор информации о работе резервуара у обслуживающего персонала; особое внимание должно быть обращено на объемы и методы выполнения ремонтов и исправления дефектов, выявленных в период эксплуатации.

3.5.2. Анализ конструктивных особенностей резервуара и имеющейся информации по технологии изготовления, монтажа, ремонта или реконструкции; анализ условий эксплуатации; определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.

3.5.3. Составление программы обследования (технического диагностирования).

3.5.4. Натурное обследование резервуара:

визуальный осмотр всех конструкций с наружной стороны;

измерение толщины поясов стенки, выступающих окрайков днища и настила кровли;

измерение геометрической формы стенки и нивелирование наружного контура днища;

проверка состояния основания и отмостки.

3.5.5. Установление возможности эксплуатации резервуара с выдачей соответствующего заключения.

3.6. Полное обследование проводится не реже одного раза в 10 лет и включает следующие этапы:

3.6.1. Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар.

3.6.2. Анализ конструктивных особенностей резервуара; анализ условий эксплуатации; определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.

3.6.3. Составление программы обследования.

3.6.4. Натурное обследование резервуара:

визуальный осмотр всех конструкций с внутренней и наружной сторон, в том числе визуальный осмотр понтона (плавающей крыши);

измерение толщины поясов стенки, кровли, днища, понтона (плавающей крыши);

измерение геометрической формы стенки и нивелирование днища;

измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;

проверка состояния понтона (плавающей крыши);

проверка состояния основания и отмостки.

3.6.5. Контроль ультразвуковым, рентгенографическим и другими методами дефектоскопии, необходимость и объем проведения которого устанавливается по результатам визуального осмотра.

3.6.6. Установление возможности эксплуатации резервуара с выдачей соответствующего заключения.

3.7. Рекомендуемая структура алгоритма оценки технического состояния резервуара, отработавшего расчетный срок службы:

3.7.1. Частичное обследование резервуара проводится не реже одного раза в 4 года и помимо этапов, перечисленных в пп. 3.5.1–3.5.5, включает в случае необходимости контроль неразрушающими методами дефектоскопии.

3.7.2. Полное обследование резервуара проводится не реже одного раза в 8 лет и помимо этапов, перечисленных в пп. 3.6.1–3.6.6, включает дополнительно следующие этапы:

определение необходимости оценки механических свойств материала и его структуры (методами неразрушающего контроля или лабораторного исследования);

оценка физико-механических свойств и структуры металла;

выбор расчетных схем и оценка остаточного ресурса работы металла с учетом: скорости коррозии в местах уменьшения толщин элементов; изменения механических свойств металла или сварных соединений; объема и характера циклических нагружений; работы резервуара при отрицательных температурах (ниже 40 °С).

Оценка остаточного ресурса согласовывается со специализированной организацией (приложение 1).

3.7.3. Разработка прогноза о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации резервуара (в том числе периодичности и методах последующего контроля) с выдачей заключения.

3.8. При выявлении в результате обследования различных недопустимых дефектов производится определение объема и методов восстановительного ремонта резервуара с последующим контролем качества выполненных работ и гидравлическим испытанием. В случае экономической или технической нецелесообразности ремонта дается заключение об исключении резервуара из эксплуатации.

3.9. В случае отсутствия полного комплекта документации или обнаружения в процессе эксплуатации существенных дефектов в основ-

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

ном металле и сварных соединениях, недопустимых деформаций конструкций и т.п. частичные и полные обследования проводятся через более короткие периоды, устанавливаемые специализированной организацией (приложение 1).

3.10. В основу оценки технического состояния резервуаров положены представления о возможных отказах, имеющих следующие причины:

наличие в металле и сварных соединениях дефектов, возникших при изготовлении, монтаже, ремонте или эксплуатации, развитие которых может привести к разрушению элементов резервуара;

изменения геометрических размеров и формы элементов (в результате пластической деформации, коррозионного износа и т.п.) по отношению к первоначальным, вызывающие превышение действующих в металле напряжений над расчетными;

изменения структуры и механических свойств металла в процессе длительной эксплуатации, которые могут привести к снижению конструктивной прочности элементов резервуара (усталость при действии переменных и знакопеременных нагрузок, перегревы, действие чрезмерно высоких нагрузок и т.п.);

нарушение герметичности листовых конструкций в результате коррозионных повреждений.

4. АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ, ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ И МОНТАЖА, А ТАКЖЕ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

4.1. Целью анализа конструктивных особенностей технологии изготовления и монтажа, а также условий эксплуатации резервуара является определение наиболее напряженных зон в элементах конструкции, возможных механизмов образования дефектов в материале при эксплуатации и мест их локализации, а также составление (уточнение) программы технического диагностирования.

4.2. На конструктивной схеме резервуара отмечают элементы (участки) конструкции, которые представляются наиболее предрасположенными к разрушению. При этом первоочередное внимание следует уделять:

сварным соединениям в вертикальных монтажных стыках стенки, в пересечениях вертикальных и горизонтальных швов в I–III поясах стенки (считая снизу), сварного шва между стенкой и днищем, сварных швов приварки люков и врезок в нижние пояса резервуаров;

местам стенки у нижнего уторного шва, соединяющего стенку с днищем;

местам присоединения трубопроводов, в том числе передающих вибрационные нагрузки;

участкам стенки, имеющим местные выпучины или вмятины и отклонения образующих от вертикали (в пределах или за пределами допусков);

участкам конструкций, наиболее подверженных коррозии: нижнего пояса и двух верхних поясов стенки, днища, настила и несущих элементов крыши, понтонов и плавающих крыш.

4.3. По данным эксплуатационной документации определяют длительность эксплуатации элементов резервуаров в условиях, отличающихся от проектных, анализируют обстоятельства и причины аварийных случаев и определяют участки конструкций, которые могли подвергнуться негативному воздействию. Эти участки также отмечают на конструктивной схеме резервуара.

4.4. По записям в ремонтном журнале отмечают на конструктивной схеме элементы (участки) конструкций резервуара, подвергнутые ремонту, в том числе с применением сварки.

4.5. На основе анализа ремонтной документации уточняют представления о наиболее слабых участках конструкции, об интенсивности развития дефектов, о возможном изменении механических характеристик материала.

4.6. Если на аналогичных резервуарах происходили аварии из-за конструктивных недостатков, на конструктивной схеме резервуара делают отметки для проверки полноты выполнения и эффективности предложенных противоаварийных мер.

5. НАТУРНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

5.1. Объем натурного обследования резервуара при частичном и полном обследовании изложен в пп. 3.5.4 и 3.6.4 настоящего Положения.

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

5.2. Визуальный осмотр конструкций производится в условиях достаточной освещенности с применением в случае необходимости луп с увеличением до ×10.

5.2.1. При визуальном осмотре обязательной проверке подлежат:

состояние основного металла стенки, днища, настила и несущих элементов кровли;

местные деформации, вмятины и выпучины;

размещение патрубков на стенке резервуара по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным соединениям в соответствии с требованиями проекта и норм;

состояние сварных соединений конструкций резервуаров в соответствии с требованиями проектов, СНиП 3.03.01–87, стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов;

состояние уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара.

5.2.2. Осмотр поверхности основного металла рекомендуется производить с наружной, а затем с внутренней стороны резервуара в такой последовательности:

окрайки днища и нижняя часть первого пояса;

наружная и внутренняя части первого и второго поясов, а затем третьего, четвертого поясов (с применением переносной лестницы);

верхние пояса с применением подвесной люльки или с помощью оптических приборов (бинокль или подзорная труба);

места переменного уровня нефтепродуктов;

настил и несущие элементы кровли.

5.2.3. На осматриваемой поверхности основного металла, предварительно очищенной от грязи и нефтепродуктов, выявляется наличие коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, неметаллических включений, закатов и других дефектов. Все выявленные дефекты подлежат измерению по глубине залегания, протяженности и в масштабе наносятся на эскизы.

5.2.4. Коррозионные повреждения подлежат разграничению по их виду на:

на равномерную коррозию (когда сплошная коррозия охватывает всю поверхность металла);

местную (при охвате отдельных участков поверхности);

язвенную, точечную и пятнистую в виде отдельных точечных и пятнистых язвенных поражений, в том числе сквозных.

5.2.5. Глубину раковин, образовавшихся от коррозии, измеряют штангенциркулем или специальным приспособлением с индикатором часового типа.

5.2.6. По результатам осмотра отмечают участки коррозионных повреждений поверхности, на которых затем проводят измерения толщин ультразвуковым толщиномером.

5.2.7. Контроль сварных соединений посредством визуального осмотра производится на соответствие их требованиям проекта, СНиП 3.03.01–87, стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов.

5.2.8. Визуальному осмотру и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов, включая уторный узел, и прилегающие к ним зоны основного металла на расстоянии не менее 20 мм, которые перед осмотром должны быть очищены от краски, грязи и нефтепродукта.

5.2.9. Визуальный осмотр сварных швов, измерения шаблонами их геометрических размеров проводятся в условиях достаточной освещенности в целях выявления следующих наружных дефектов:

несоответствия размеров швов требованиям проекта, СНиП и стандартов;

трещин всех видов и направлений;

наплывов, подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости и других технологических дефектов;

отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому;

несоответствия общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

5.2.10. При осмотре сварных швов окрайков днища необходимо установить качество сварки стыкуемых кромок по всему периметру, а также измерить расстояния между сварными швами окраек днища и вертикальными сварными швами первого пояса, которое должно быть не менее 200 мм.

5.2.11. Расположение швов приварки отдельных элементов оборудования на первом поясе относительно друг друга, а также вертикальных и горизонтальных швов стенки должно соответствовать требованиям проекта.

5.3. Для определения толщины металла рекомендуется применять толщиномеры типа УТ-93П, УТ-80-81М и др., позволяющие измерять

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

толщину в интервале 0,2–50,0 мм с точностью 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от –10 до +40 °С.

В доступных местах возможны прямые измерения толщины металла штангенциркулем.

5.3.1. Объем работ по измерениям толщин устанавливается на основании результатов визуального осмотра конструкций резервуара и в зависимости от длительности эксплуатации и агрессивности хранимого продукта.

Во всех случаях измерения следует проводить в местах, наиболее пораженных коррозией.

5.3.2. Толщина нижних трех поясов измеряется не менее чем по четырем диаметрально противоположным образующим в трех точках по высоте пояса (низ, середина, верх). Толщина остальных поясов измеряется не менее чем по одной образующей (вдоль шахтной лестницы) также в трех точках по высоте пояса.

5.3.3. Толщина листов днища и настила кровли измеряется по двум взаимно перпендикулярным диаметральным направлениям; проводится не менее трех измерений на каждом листе.

5.3.4. В кровле, где имеется значительный коррозионный износ, вырезают отверстие размером 500×500 мм и измеряют сечения элементов несущих конструкций.

5.3.5. При измерении толщины листа в нескольких точках (не менее трех) за его действительную толщину принимается величина из всех измерений.

5.3.6. При измерении толщины нескольких листов в пределах одного пояса или любого другого элемента резервуара за действительную толщину данного элемента (пояса, окрайка, кровли или центральной части днища, центральной части понтона или плавающей крыши) принимается минимальная толщина отдельного листа.

5.3.7. Места измерения толщины элементов резервуара должны быть указаны в прилагаемых к заключению эскизах.

5.3.8. Толщина листов понтона или плавающей крыши измеряется на центральной части, а также на коробах и ребрах жесткости.

5.3.9. При обследовании новых резервуаров действительная толщина листов стенки резервуара заносится в паспорт с указанием координат мест измерения и при повторном обследовании измерения толщины выполняются в тех же точках.

5.4. Для выявления действительной геометрической формы резервуара измеряется величина отклонений образующих стенки на уровне верха каждого пояса от вертикали, проведенной из нижней точки первого пояса.

Неравномерность осадки основания определяется путем нивелирования наружного контура днища в точках, отстоящих друг от друга не более чем на 6 м (как правило, в точках, соответствующих вертикальным швам нижнего пояса).

5.4.1. Перед проведением работ по п. 5.4 на внешней поверхности стенки резервуара несмываемой краской или другими способами фиксируются с нанесением их на схему номера вертикальных стыков листов нижнего пояса.

Рекомендуется нумеровать стыки по ходу часовой стрелки, начиная от приемо-раздаточных патрубков.

5.4.2. Измерения отклонений от вертикали образующих стенки рекомендуется проводить либо с помощью отвеса путем прямых измерений, либо с помощью теодолита или другими методами.

5.4.3. Измерения целесообразно проводить дважды: на заполненном и пустом резервуаре в целях определения мест наибольших деформаций и выявления напряженно-деформированного состояния стенки под нагрузкой. При этом необходимо обращать особое внимание на местные выпучины и вмятины и проводить в этих местах дополнительные измерения.

5.4.4. Измерения проводятся не менее чем для 25 % образующих с наибольшими отклонениями по результатам замера геометрической формы при сдаче резервуаров в эксплуатацию в соответствии с табл. П. 4.1 (приложение 4).

Если такие данные в эксплуатационно-технической документации отсутствуют, то измерения проводятся в наиболее деформированных местах стенок по результатам визуального осмотра.

5.4.5. Величины неравномерной осадки днища определяются с применением оптических и гидравлических нивелиров.

5.4.6. Для оценки осадки оснований резервуаров за длительный период эксплуатации необходимо установить постоянные точки нивелирования и проводить привязку отметок точек нивелирования к постоянному реперу.

5.5. При осмотре понтона (плавающей крыши) необходимо обратить внимание:

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

на горизонтальность поверхности (перекос в одну сторону свидетельствует о негерметичности коробов и наличии в них продукта);

плотность прилегания затворов к стенке резервуара и направляющим;

состояние сварных швов центральной части (мембраны) и сварных швов коробов;

наличие выпучин и вмятин на центральной части;

техническое состояние затвора.

5.5.1. Контроль геометрических размеров и формы понтона (плавающей крыши) проводится путем измерений:

радиуса понтона (плавающей крыши), измеренного от центра до наружной поверхности вертикального бортового листа;

отклонений от вертикали нижних концов трубчатых стоек при опирании на них понтона (плавающей крыши);

отклонений от вертикали направляющих;

отклонения бортового листа короба от вертикали;

зазоров между наружной поверхностью бортового листа и стенкой резервуара.

5.6. При контроле состояния основания и отмостки необходимо обратить внимание:

на наличие пустот между днищем резервуара и основанием;

погружение нижней части резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру резервуара;

наличие растительности на отмостке;

трещины и выбоины в отмостке и кольцевом лотке;

наличие необходимого уклона отмостки, обеспечивающего отвод воды в сторону кольцевого лотка.

5.6.1. Уклон отмостки определяется при помощи нивелира. При этом отсчет снимается с рейки, установленной на краю отмостки, прилегающем к резервуару, и на краю отмостки, прилегающем к кольцевому лотку.

Уклон не должен быть меньше $i = 1{:}10$.

6. ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА, МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛОВ И ИХ СТРУКТУРЫ

6.1. Исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла и сварных соединений элементов резер-

вуара выполняется в случае необходимости, для установления их соответствия требованиям нормативно-технических документов, а также в целях уточнения влияния эксплуатационных факторов на структуру и свойства металла.

6.2. Химический состав может определяться стандартными методами аналитического или спектрального анализа, обеспечивающими точность, необходимую для установления марки стали. Для определения химического состава либо отбирается стружка из основного металла или сварного шва с последующей оценкой аналитическими методами, либо вырезается образец для последующего спектрального анализа. Для отбраковки легированных сталей может применяться стилоскопирование переносными приборами.

Для определения степени раскисления стали следует руководствоваться фактическим содержанием кремния и требованиями нормативно-технических документов.

6.3. Испытания на растяжение основного металла проводятся согласно требованиям ГОСТ 1497–84 «Металлы. Методы испытания на растяжение».

6.4. Испытания на ударную вязкость основного металла проводятся согласно требованиям ГОСТ 9454–78 «Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах».

6.5. Измерение твердости можно производить на специально вырезанных и подготовленных образцах со шлифованной поверхностью с определением твердости по Бринеллю, Роквеллу или Виккерсу.

Допускается использование таблиц перевода величин показателей твердости ГОСТ 22761–77 «Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами стати-ческого действия» и ГОСТ 22762–77 «Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара». Испытания твердости можно осуществлять при помощи переносных стационарных приборов со статическим и динамическим нагружением. Допускается для ориентировочной оценки временного сопротивления или предела текучести применять формулы перевода величин твердости.

6.6. Определение механических свойств сварных соединений должно производиться в соответствии с ГОСТ 6996–66 «Сварные соединения. Методы определения механических свойств».

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

6.7. Исследование микроструктуры основного металла и сварных соединений может выполняться на специально вырезанных и подготовленных образцах. Вырезку образцов предпочтительно осуществлять механическим способом.

При применении огневой резки для приготовления шлифа механической обработкой должен быть снят слой не менее 4–5 мм для удаления зоны термического влияния.

Допускается исследование микроструктуры на сколах и репликах.

Рекомендуется применение оптических приборов с увеличением ×100 и ×500.

7. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

7.1. Главным условием возможности безопасной эксплуатации резервуара на расчетных параметрах является удовлетворение параметров его элементов, работающих под нагрузкой, условиям прочности и устойчивости согласно СНиП II-23–81* «Нормы проектирования. Стальные конструкции».

7.2. Значения расчетных параметров конструктивных элементов резервуара (геометрические размеры, толщины и др.) принимаются по данным технического обследования конструкций, а характеристики материалов — по нормативным прочностным показателям согласно проектным данным либо по результатам исследований химического состава и механических свойств металла.

7.3. Расчеты конструктивных элементов на прочность (в том числе с учетом сопротивления стали хрупкому разрушению) и устойчивость производятся специализированной организацией (приложение 1) в случае отклонения фактических толщин от проектных в сторону уменьшения и внесения в конструкцию при сооружении или ремонте отклонений от проекта, не согласованных с проектной организацией и не подтвержденных расчетом, при отклонениях геометрической формы элементов и сварных швов от нормативов на изготовление, а также в случае отсутствия проектной и исполнительной документации.

7.4. При выполнении расчетов используются минимальные толщины конструктивных элементов, полученные по данным выполненных замеров.

7.5. Расчеты на прочность и устойчивость при определении остаточного ресурса резервуаров должны выполняться с учетом эксплуатационной нагрузки (гидростатическое давление жидкости и избыточное давление газа, аварийный вакуум), концентрации напряжений, вызванных местными дефектами в сварных швах, отклонениями в геометрической форме стенки и другими дефектами, а также фактической (остаточной) толщины стенки.

7.6. Эксплуатация резервуара не допускается, когда по условиям прочности и устойчивости согласно СНиП II-23–81* «Нормы проектирования. Стальные конструкции» при статических нагружениях отдельные элементы конструкции резервуара вследствие коррозионного износа, механических повреждений, снижения механических свойств металла и т. д. не соответствуют расчетным эксплуатационным параметрам. В этом случае продление срока службы резервуара возможно при установлении пониженных эксплуатационных параметров (снижение уровня залива, уменьшение избыточного давления и вакуума) или после проведения комплексных мероприятий по ремонту и усилению металлических конструкций резервуара.

Если такие мероприятия экономически или технически не целесообразны, резервуар может быть исключен из эксплуатации.

7.7. Для резервуаров вместимостью более 10 000 м^3, имеющих отклонения образующих от вертикали, превышающие допускаемые (табл. П. 4.1 приложения 4), и дефекты в зонах монтажных сварных соединений, испытывающих циклические нагружения более 250 полных циклов в год, специализированной организацией выполняются поверочные расчеты на малоцикловую усталость для определения расчетного ресурса.

7.8. Для резервуаров, эксплуатирующихся при пониженных температурах, необходимо выполнение поверочных расчетов узлов с учетом хрупкого разрушения согласно СНиП II-23–81* «Нормы проектирования. Стальные конструкции».

7.9. При снижении механических свойств основного металла или сварных соединений ниже требований нормативно-технической документации поверочный расчет на прочность должен это учитывать путем соответствующего уменьшения допускаемых напряжений.

7.10. Если по результатам расчета на устойчивость устанавливается необходимость снижения величины эксплуатационного вакуума, про-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

изводится соответствующая регулировка дыхательных и предохранительных клапанов.

8. НОРМЫ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

8.1. Данные технического диагностирования резервуара служат основанием для разработки рекомендаций по его безопасной эксплуатации.

8.2. Отбраковка отдельных элементов резервуара [стенки, днища, настила и несущих элементов кровли, понтона (плавающей крыши)] или всего резервуара производится на основании детального рассмотрения результатов технического диагностирования с учетом всех факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

8.3. Все выявленные при техническом диагностировании данные, характеризующие состояние основного металла, сварных соединений, деформацию, коррозию, геометрическую форму, уклон корпуса и т.д., должны быть сопоставлены с требованиями проектов действующих СНиП, ГОСТ и другой нормативно-технической документации.

8.4. В случае выявления недопустимых отклонений от требований проектов и действующей нормативно-технической документации резервуар подлежит выводу из эксплуатации.

8.5. Все дефектные элементы резервуара, которые могут быть исправлены, должны быть отремонтированы с последующими испытаниями и проверкой.

При большом предполагаемом объеме работ, требующих из-за износа металлоконструкций смены листов стенки, днища, кровли и т. д., целесообразность восстановительного ремонта определяется экономическим расчетом.

8.6. Материалы для резервуарных металлоконструкций по химическому составу и механическим свойствам, полученные на основании данных эксплуатационно-технической документации или результатов исследований на образцах (если они производились), должны удовлетворять условиям прочности.

8.7. Выявленные участки листовых конструкций с недопустимыми наружными дефектами в виде коррозионных повреждений, царапин,

задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений неметаллических включений, закатов и т. д. должны быть исправлены в каждом конкретном случае по специальной технологии с использованием существующих типовых решений [часть II Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту (М.: Недра, 1988)].

8.8. Сварные соединения конструктивных элементов резервуара по внешнему виду и по результатам неразрушающих методов контроля (если они проводились) должны удовлетворять требованиям проекта, СНиП 3.03.01–87, стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов. Дефекты должны устраняться в соответствии с требованиями СНиП 3.03.01–87 и Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту (М.: Недра, 1988).

8.9. Толщины отдельных листов стенки по результатам измерений в наиболее прокорродировавших местах не должны быть меньше предельно допустимых толщин, определяемых расчетом на прочность и устойчивость.

8.10. Предельно допустимый износ листов кровли, центральной части понтона (плавающей крыши), днища резервуара по измерениям наиболее изношенных частей не должен превышать 50 % проектной величины.

8.11. Предельно допустимый износ несущих конструкций кровли (ферм, прогонов, балок, связей), а также окрайков днища и коробов понтона (плавающей крыши) не должен превышать 30 % проектной величины, если сохраняется их расчетная несущая способность.

8.12. Отклонения от вертикали образующих стенки резервуаров, сданных в эксплуатацию, а также находящихся в эксплуатации не более 5 лет, не должны превышать предельных значений, приведенных в табл. П. 4.1 приложения 4.

Предельные отклонения от вертикали образующих стенок резервуаров, находящихся в эксплуатации более 5 лет, могут быть увеличены:

при сроке эксплуатации более 5 лет — в 1,3 раза;

при сроке эксплуатации более 20 лет — в 2 раза.

8.13. Допускаемые местные отклонения (выпучины и вмятины) стенки от прямой, соединяющей верхний и нижний края деформиро-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

ванного участка вдоль образующей для новых резервуаров, приведены в табл. П. 4.2. приложения 4.

Для резервуаров, находящихся в эксплуатации более 5 лет, допускаются отклонения на 30 % большие, чем для построенных вновь.

8.14. При наличии отклонений, величины которых превышают допустимые пределы, указанные в пп. 8.12 и 8.13, резервуар должен быть выведен из эксплуатации для исправления дефектов формы. Допускается эксплуатация такого резервуара до очередного капитального ремонта с ограничением эксплуатационных нагрузок (уровень залива, вакуум), подтвержденного расчетом.

8.15. На днищах диаметром до 12 м включительно высота выпучин не должна превышать 150 мм при предельной площади хлопуна 2 м^2.

На днищах диаметром свыше 12 м высота выпучин не должна превышать 180 мм при предельной площади хлопуна 5 м^2.

При большей площади хлопунов, более сложной их форме и наличии резких перегибов обследование днища производится по специальной программе, разрабатываемой специализированной организацией (приложение 1).

8.16. Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых резервуаров могут быть увеличены по сравнению с допускаемыми отклонениями для сдаваемых в эксплуатацию резервуаров по СНиП 3.03.01–87 (табл. П. 4.3 приложения 4):

при сроке эксплуатации более 5 лет — в 1,3 раза;

при сроке эксплуатации более 20 лет — в 2 раза.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ЗАКЛЮЧЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

9.1. Результаты технического диагностирования отражаются в заключении и приложениях к нему.

Все обнаруженные в результате анализа технической документации, натурного обследования, неразрушающих методов контроля сварных соединений, определения фактических механических свойств, химического состава и структуры металла резервуара отклонения от требований проектной и нормативной документации, особенности и выявленные дефекты фиксируются с указанием места расположения и размеров.

Условные обозначения, применяемые в техническом заключении для описания выявленных дефектов, должны отвечать требованиям соответствующей нормативно-технической документации.

Графическое отображение результатов контроля вместе с другими материалами (картами обследования, дефектными ведомостями, дефектограммами, фотографиями и пр.) прилагается к заключению.

9.2. Техническое заключение должно содержать следующую информацию, в том числе взятую из эксплуатационно-технической документации на резервуар (см. пп. 9.2.1–9.2.11):

9.2.1. Наименование организации, выполняющей техническое диагностирование, с указанием лицензии на проведение работ, фамилий и должностей исполнителей, документов, подтверждающих их квалификацию.

9.2.2. Данные об организациях-проектировщиках, заводах-изготовителях, монтажных организациях, дату изготовления, монтажа и пуска в эксплуатацию.

9.2.3. Место расположения резервуара, его инвентарный номер и дату проверки.

9.2.4. Техническую характеристику резервуара: тип, диаметр, высота, объем, хранимый в резервуаре нефтепродукт.

9.2.5. Сведения о металле по проекту и сертификату: химический состав, механические свойства, толщина листов.

9.2.6. Сведения о технологии сварки и сварочных материалах, примененных при изготовлении и монтаже резервуара.

9.2.7. Данные по объемам, методам и результатам контроля конструкций и сварных соединений при изготовлении, монтаже и ремонте резервуара.

9.2.8. Данные о режиме эксплуатации резервуара по технологической карте.

9.2.9. Характеристику проводимых ранее ремонтов (когда, по какой причине, какие дефекты и как устранялись, с данными по примененным материалам).

9.2.10. Даты и результаты проводимых ранее технических диагностирований.

9.2.11. Содержание программы технического диагностирования и сведения о научно-технической документации, в соответствии с которой производилось обследование.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

9.2.12. Сведения о типах (марках) оборудования и аппаратуры, использованной при данном техническом диагностировании с подтверждением данных об их государственной поверке.

9 2.13. Результаты анализа технической документации по изготовлению, монтажу, эксплуатации, ремонту, реконструкции и предыдущим результатам контроля.

9.2.14. Результаты текущего обследования резервуара, которые должны содержать следующую информацию:

результаты визуального осмотра и сопутствующих измерений;

результаты измерения фактических толщин конструкций;

результаты измерения геометрической формы стенки и нивелирования основания резервуара и отмостки;

результаты неразрушающих методов контроля сварных соединений и основного металла (в случае их проведения);

результаты механических испытаний химического и металлографического анализа основного металла и сварных соединений (в случае их проведения);

выводы по результатам обследования, которые должны содержать основные данные, характеризующие состояние отдельных элементов и резервуара в целом.

9.2.15. Текстовая часть заключения должна заканчиваться выводами и рекомендациями с указаниями возможности или условий дальнейшей надежной эксплуатации резервуара.

В случае необходимости в заключении должны указываться результаты оценки ремонтнопригодности резервуара и рекомендации по выполнению ремонтных работ или по исключению его из эксплуатации.

9.3. К заключению прилагаются все необходимые материалы диагностирования в соответствии с п. 9.1.

9.4. Оформленное заключение подписывается исполнителями и утверждается руководителем организации, проводившей диагностирование.

9.5. Заключение прилагается к паспорту резервуара. Его копия хранится в организации, проводившей техническое диагностирование.

9.6. Если при техническом диагностировании будет установлено, что возникновение дефектов связано с режимами эксплуатации резервуаров или их конструктивными особенностями, то организация,

проводившая техническое диагностирование, должна уведомить об этом с представлением материалов обследования специализированную организацию (приложение 1), которая составляет заключение с рекомендациями по обследованию всех резервуаров данной конструкции на этом и других предприятиях.

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Приложение 1

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ

научно-исследовательские экспертные организации[1] по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов вместимостью от 100 до 50 000 м³

Специализация	Организация	Адрес, телефон
Исследования, расчеты и проектирование, технология изготовления и монтажа, ремонта и реконструкции резервуаров, диагностика, испытания, металловедение	Институт по монтажным и специальным строительным работам АО «ВНИИМонтажспецстрой»	Россия, 111141, г. Москва, 2-й проезд Перова поля, д. 9 тел. 306-25-26 факс (095) 305-58-50
Диагностика, исследования материалов и сварных соединений, поверочный расчет на прочность, испытания и технология ремонта	АОЗТ «Контакт»	Россия, 127247, г. Москва, Дмитровское шоссе, д. 107 тел. 485-65-90 факс (095) 485-55-45

[1] Сведения об организациях могли устареть. (*Примеч. изд.*)

Приложение 2

ОРГАНИЗАЦИИ,
имеющие лицензии Госгортехнадзора на диагностирование резервуаров[1]

Наименование организации	Город
ВНИПИНЕФТЬ	Москва
ЦКБН	Подольск
НИИХИММАШ	Москва
ВНИИНЕФТЕМАШ	Москва

[1] Ростехнадзор выдает лицензии не на диагностирование резервуаров, а на деятельность по проведению экспертизы промышленной безопасности. Сведения об организациях и их лицензиях могли устареть. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Приложение 3

ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ПОЛНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА

Полное обследование резервуара предусматривает выполнение следующих работ:

ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар;

визуальный осмотр всех конструкций резервуара, включая сварные соединения;

измерение фактических толщин элементов резервуара;

измерение геометрической формы стенки и нивелирование днища;

контроль сварных соединений стенки неразрушающими методами (при необходимости);

исследование химического состава, механических свойств металлов и сварных соединений и их структуры (при необходимости);

проверку состояния основания и отмостки;

поверочные расчеты конструкций резервуаров (при необходимости);

анализ результатов обследования, составление заключения о техническом состоянии резервуара, разработка рекомендаций по их дальнейшей эксплуатации, ремонту или исключению из эксплуатации.

1. Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией

При ознакомлении с технической документацией устанавливается ее комплектность и собираются следующие сведения:

технические характеристики резервуара — тип, высота, диаметр, вместимость и т.п.;

данные по изготовлению и монтажу резервуаров — номер проекта, завод-изготовитель, монтажная организация, дата изготовления и монтажа, отступления от проекта в процессе сооружения, виды и результаты испытаний;

сведения о металле — марка стали, химический состав, механические свойства, толщина листов по сертификату;

сведения о технологии сварки и сварочных материалах;

данные о режиме эксплуатации резервуара и виде хранимых в нем продуктов;

данные о проведенных ранее обследованиях с заключениями о техническом состоянии и рекомендациями по дальнейшей эксплуатации или ремонту;

данные о проведенных ремонтах.

2. Визуальный осмотр конструкций

При визуальном осмотре обязательной проверке подлежат:

состояние основного металла стенки, днища, настила и несущих элементов кровли, понтона (плавающей крыши) с установлением наличия коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, металлических включений, закатов и др.;

общие и местные деформации, вмятины, выпучины на конструкциях;

размещение патрубков на стенке резервуаров по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным соединениям в соответствии с требованиями проекта;

состояние уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;

состояние сварных соединений конструкций резервуаров в соответствии с требованиями проекта, СНиП 3.03.01–87, стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов.

3. Измерение фактических толщин элементов резервуара

Определение толщины металла производится толщиномерами типа УТ-93П, УТ-80-81М и др., позволяющими измерять толщину в интервале 0,2–50,0 мм с точностью 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от –10 до +40 °С.

В доступных местах возможны прямые измерения толщины металла штангенциркулем.

Объем работ по измерениям толщин устанавливается на основании результатов внешнего осмотра резервуара в зависимости от длительности эксплуатации и агрессивности хранимого продукта. Во всех случаях измерения проводятся в местах, наиболее пораженных коррозией.

4. Измерения геометрической формы стенки и невелирование днища резервуара

Для выявления действительной геометрической формы резервуара и определения величины отклонений от требований нормативно-тех-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

нической документации измеряется величина отклонений образующих стенки на уровне верха каждого пояса от вертикали. Измерения производятся в наиболее деформированных местах стенок (по результатам внешнего осмотра) при помощи шаблонов, отвесов и геодезическими методами.

Величина неравномерной осадки наружного контура днища определяется путем нивелирования в точках, соответствующих вертикальным стыкам первого пояса, не реже чем через 6 м начиная от приемораздаточного патрубка с нумерацией по ходу часовой стрелки.

5. Контроль сварных соединений

Проведение предварительного контроля сварных соединений осуществляется визуальным методом с инструментальным замером параметров швов.

Внешний осмотр и измерения геометрических размеров с помощью шаблонов производятся в целях выявления наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиям проекта, СНиП 3.03.01–87 и стандартов; трещин всех видов и направлений; наплывов, подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости; отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому; несоответствия общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

По результатам предварительного контроля при необходимости возможно выполнение контроля неразрушающими методами — ультразвуковым, магнитопорошковым, рентгеновским и др.

6. Исследования металла и сварных соединений

Механические испытания, химический анализ и металлографические исследования металла и сварных соединений проводятся при отсутствии данных о первоначальных свойствах основного металла и сварных соединений, значительных коррозионных повреждениях, появлении трещин в различных конструкциях и в других случаях, когда предполагаются ухудшение механических свойств, усталость при действии переменных или знакопеременных нагрузок, перегревы, действие чрезмерно высоких нагрузок и т.п.

Для проведения испытаний вырезаются круглые пластины диаметром 300 мм с вертикальным швом из одного или нескольких поясов стенки резервуара с таким расчетом, чтобы это место можно было безопасно и надежно отремонтировать с помощью сварки.

Из пластины изготовляются образцы для механических испытаний, металлографических исследований основного металла и сварного соединения, берется стружка для химического анализа основного и наплавленного металла.

7. Проверка состояния основания

При контроле состояния основания и отмостки фиксируются:
наличие пустот между днищем резервуара и основанием;
погружение нижней части резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру резервуара;
наличие растительности на отмостке;
трещины и выбоины в отмостке и кольцевом лотке;
обеспечение отвода воды в сторону кольцевого лотка;
уклон отмостки, который не должен быть меньше $i = 1{:}10$.

8. Поверочные расчеты конструкции на прочность и устойчивость

Расчеты конструктивных элементов на прочность (в том числе с учетом сопротивления стали хрупкому разрушению) и устойчивость производятся в случаях: отклонения фактических толщин от проектных; внесения при сооружении в конструкции изменений, не предусмотренных проектом; назначения сечений усиливающих элементов конструкций при разработке проектной документации на ремонт резервуара; оценки несущей способности конструкций с учетом реальной геометрической формы по результатам проведенных в ходе обследования измерений и др.

9. Анализ результатов обследования

На основе анализа результатов обследования определяется техническое состояние резервуара, составляется заключение с рекомендациями по дальнейшей эксплуатации, ремонту или исключению резервуара из эксплуатации.

Оценка технического состояния резервуаров производится по всем результатам обследования. Для резервуаров, отработавших установленный срок эксплуатации, определяется вероятный остаточный ресурс работоспособности. Заключение по содержанию и форме составляется в соответствии с требованиями раздела 9 настоящего Положения.

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Приложение 4

ТРЕБОВАНИЯ
к геометрической форме смонтированных резервуаров

Таблица П. 4.1

Предельные отклонения от вертикали образующих стенок резервуаров (табл. 20 СНиП 3.03.01–87)

Объем резервуара, м³	Предельные отклонения от вертикали образующих стенки, мм												Контроль (метод, объем, вид регистрации)
	Номера поясов												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
100–700	10	20	30	40	45	50	—	—	—	—	—	—	Измерительный, каждый резервуар; геодезическая исполнительная схема
1000–5000	15	25	35	45	55	60	65	70	75	80	—	—	
10000–20000	20	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90	
30000–50000	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90	90	

Примечания: 1. Предельные отклонения даны для стенок из листов шириной 1,5 м. В случае применения листов другой ширины предельные отклонения образующих стенки от вертикали на уровне всех промежуточных поясов следует определять интерполяцией.

2. Измерения следует производить для каждого пояса на расстоянии до 50 мм от верхнего горизонтального шва по вертикалям, расположенным в местах вертикальных швов стенки (в полистовых —нижнего пояса стенки).

3. Отклонения надлежит проверять не реже чем через 6 м по окружности резервуара.

4. Указанные в таблице отклонения должны удовлетворять 75 % произведенных замеров по образующим. Для остальных 25 % замеров допускаются предельные отклонения на 30 % больше с учетом их местного характера. При этом зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей (понтоном) должен находиться в пределах, обеспечиваемых конструкцией затвора.

Таблица П. 4.2

Допускаемые стрелы прогиба выпучин или вмятин на поверхности стенки вдоль образующей, ±мм

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина стрелы прогиба выпучины или вмятины
До 1500 включительно	15
Свыше 1500 до 3000 включительно	30
Свыше 3000 до 4500 включительно	45

Таблица П. 4.3

Предельные отклонения наружного контура днищ резервуаров (табл. 19 СНиП 3.03.01–87)

Объем резервуара, м^3	Разность отметок наружного контура днища, мм				Контроль (метод, объем, вид регистрации)
	при незаполненном резервуаре		при заполненном резервуаре		
	смежных точек на расстоянии 6 м	любых других точек по периметру	смежных точек на расстоянии 6 м	любых других точек по периметру	
Менее 700	10	25	20	40	Измерительный, каждый резервуар; геодезическая исполнительная схема
100–700	15	40	30	60	
1000–5000	20	50	40	80	
10000–20000	15.	45	35	75	
30000–50000	30	60	50	100	

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Приложение 5

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ (ПО ГОСТ 20911–89)

1. ***Техническое состояние объекта*** — характеризуется в определенный момент времени, в определенной среде значениями параметров, установленными технической документацией на объект.

2. ***Техническая диагностика*** — теория, методы и средства определения технического состояния объектов.

3. ***Техническое диагностирование*** — определение технического состояния объекта.

Задачи технического диагностирования: контроль технического состояния; поиск места и определение причин отказа (неисправности); прогнозирование технического состояния.

Термин «техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей являются поиск места и определение причин отказа (неисправности).

Термин «контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

4. ***Контроль технического состояния*** — проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент (виды технического состояния: исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент).

5. ***Технический диагноз (результат контроля)*** — результат диагностирования.

6. ***Средства технического диагностирования (контроля технического состояния)*** — аппаратура и программы, посредством которых осуществляется диагностирование (контроль).

7. ***Система технического диагностирования (контроля технического состояния)*** — совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) по правилам, отраженным в технической документации.

8. ***Алгоритм технического диагностирования (контроля технического состояния)*** — совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при диагностировании (контроле).

9. ***Диагностическое обеспечение*** — комплекс взаимоувязанных правил, методов, алгоритмов и средств, необходимых для осуществления диагностирования на всех этапах жизненного цикла объекта.

10. ***Индивидуальная программа технического диагностирования*** — разрабатывается применительно к сосуду или группе сосудов одинаковой конструкции и работающих в одинаковых условиях, учитывает конкретные условия эксплуатации, повреждения и выполненные ремонт или реконструкцию.

11. ***Предельное состояние*** — состояние объекта, при котором либо его дальнейшая эксплуатация, либо восстановление работоспособного состояния невозможны или нецелесообразны.

12. ***Наработка*** — продолжительность работы объекта, измеряемая в годах.

13. ***Ресурс*** — суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

14. ***Срок службы*** — календарная продолжительность эксплуатации объекта до или после ремонта до перехода в предельное состояние.

15. ***Остаточный ресурс*** — суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

16. ***Остаточный срок службы*** — календарная продолжительность эксплуатации объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Приложение 6

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СНиП III-18–75. Металлические конструкции. Правила производства и приемки работ.

2. СНиП 3.03.01–87. Несущие и ограждающие конструкции. Правила производства и приемки работ.

3. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. М.: Недра, 1988.

4. ГОСТ 1497–84. Металлы. Методы испытания на растяжение.

5. ГОСТ 9454–78. Металлы. Методы испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатных и повышенных температурах.

6. ГОСТ 22761–77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.

7. ГОСТ 22762–77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.

8. ГОСТ 6996–66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.

9. СНиП II-23–81*. Нормы проектирования. Стальные конструкции.

По вопросам приобретения
нормативно-технической документации
обращаться по тел./факсам:
(495) 620-47-53, 984-23-56, 984-23-57, 984-23-58, 984-23-59
E-mail: gost.e-ecolog.ru

Подписано в печать 19.10.2010. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 19,0 печ. л.
Заказ № 500.
Тираж 40 экз.

Закрытое акционерное общество
«Научно-технический центр исследований
проблем промышленной безопасности»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 21

gost.e-ecolog.ru

Отпечатано в ООО «Полимедиа»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 18, стр. 1